УДК 519.71:622.3

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ДЕБИТА СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.Л. Сергеев, Д.В. Севостьянов

Томский политехнический университет
E-mail: SVL@mail.tomsknet.ru

Рассматривается задача идентификации дебита скважин нефтяного месторождения с учетом дополнительной информации о дебитах (приемистости) соседних скважин окружения, дополнительной априорной информации и экспертных оценок параметров модели притока жидкости, представленных непараметрическими моделями. Приводятся результаты статистического моделирования по определению точности предложенных оценок продуктивности скважин и пластового давления.

Актуальной проблемой мониторинга и оперативного управления работой скважин месторождений углеводородов является задача идентификации гидродинамических параметров (дебита нефти, жидкости, воды, пластового давления, фильтрационных параметров пласта и т. д.), которая заключается в построении оптимальных, в смысле заданных критериев качества, математических моделей на основе промысловых данных, результатов исследований скважин с использованием дополнительной априорной информации, экспертных оценок, накопленного опыта и знаний [1–3].

Использование классических методов идентификации гидродинамических параметров [1, 2] часто связано с проблемами низкой точности решений в связи с неполнотой, неоднородностью промысловых данных, результатов исследований скважин, наличия различного рода ошибок, отсутствием достоверной информации о моделях взаимодействия скважин, моделей дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

В этой связи актуальным является идентификация гидродинамических параметров пластов с использованием метода интегрированных моделей [3–5], который позволяет учитывать различную неоднородную, дополнительную априорную информацию, дает оптимальное решение задачи идентификации с обеспечением устойчивости решения, согласованности исходных данных и дополнительных априорных сведений.

В данной работе рассматривается интегрированная система моделей дебита скважины вида:

$$\begin{cases} q^*(t_i) = q(t_i) + \xi(t_i) = f_1(t_i, \alpha(t_i), P_з^*(t_i)) + \xi(t_i), \\ \bar{q}_j(t_i) = f_{2j}(q(t_i)) + \eta_j(t_i), j = \overline{1,m}, \\ \bar{\alpha}_k(t_i) = f_{3k}(\alpha_k(t_i)) + \nu_k(t_i), k = \overline{1,l}, i = \overline{1,n}, \end{cases} \quad (1)$$

где $q^*(t_i)$, $P_з^*(t_i)$ – измеренные значения дебита и забойного давления исследуемой скважины в момент времени t_i; $\bar{q}_j(t_i)$, $j=\overline{1,m}$ – значения дебитов либо приемистости (для нагнетательных) скважин окружения, взаимодействующих с исследуемой скважиной; $\bar{\alpha}_k(t_i)$, $k=\overline{1,l}$ – дополнительные априорные сведения о неизвестных значениях параметров $\alpha(t_i)=(\alpha_1(t_i),\alpha_2(t_i),...,\alpha_k(t_i))$ дебита исследуемой скважины к моменту времени t_i; f_1. f_{2j}, $j=\overline{1,m}$, f_{3k}, $k=\overline{1,l}$ – модели дебита исследуемой скважины, дебитов (приемистости) скважин окружения и дополнительных априорных сведений; $\xi(t_i),\eta_j(t_i),\nu(t_i)$ – случайные величины, представляющие погрешности измерений притока жидкости, забойных давлений, ошибки, связанные с выбором модели дебита скважины и дополнительных априорных сведений.

Следует отметить, что модель дебита исследуемой скважины f_1 выбирается из физических закономерностей процесса нефтегазодобычи [1, 2]. Это, как правило, известные функции, заданные с точностью до параметров $\alpha(t_i)$, которые представляют фильтрационные свойства и энергетическое состояние нефтяных пластов, призабойной зоны скважины и т. п.

Зависимости f_{2j}, $j=\overline{1,m}$ и f_{3k}, $k=\overline{1,l}$ – это неизвестные однозначные функции, априорная информация о которых отсутствует. Можно предполагать об их ограниченности, непрерывности, существовании производных и т. д. Возможно наиболее простое их представление в виде

$$f_{2j}(q(t_i)) \approx q(t_i), \quad (2)$$

$$f_{3k}(\alpha_k(t_i)) \approx \alpha_k(t_i) \quad (3)$$

в окрестности некоторых заданных значений $q^0(t_i)$ и $\alpha_k^0(t_i)$ [5].

Процедура идентификации интегрированной системы моделей (1) с учетом приближений (2, 3) заключается в решении двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(t,h) = \arg\min_{\alpha(t)}(\Phi(\alpha(t)) = J_0(\alpha(t)) + J_1(\alpha(t)) + J_2(\alpha(t)), \quad (4)$$

$$h^* = \arg\min_h J_0(h) = \sum_{i=n-\tau}^{n} (q^*(t_i) - f_1(t_i, \alpha^*(t_i,h), P_з^*(t_i)))^2, \quad (5)$$

где $\arg\min_x f(x)$ обозначает точку минимума x^* функции f; $\alpha^*(t,h)$, h^* – оценки вектора параметров модели дебита скважины в момент времени и управляющих параметров

$$h = (h_1, h_2, h_3); \quad J_0(\alpha(t)) = \left\| q^* - f_1(\alpha(t), P_з) \right\|_{K_t}^2$$

$$J_1(\alpha(t)) = \sum_{j=1}^{m} \left\| \bar{q}_j - f_1(\alpha(t), P_з) \right\|_{W_{1j}}^2$$

$$J_2(\alpha(t)) = \sum_{i=1}^{l} \left\| \bar{\alpha}(t_i) - \alpha(t) \right\|_{W_{2i}}^2$$

– частные квадратичные функционалы качества моделей дебита скважины, дебитов (приемистости) скважин окружения, дополнительных априорных сведений $\bar{\alpha}_i, i = \overline{1,n}$, $K_t = diag(K\left(\frac{t-t_i}{h_1}\right), i = \overline{1,n})$ – диагональная матрица весовых функций, определяющая значимость значений дебитов скважин в различные моменты времени истории разработки относительно значений дебитов в текущий момент времени t;

$$W_{1j} = diag(K(\frac{t-t_i}{h_1})w_1(\frac{f(\alpha^0(t), P_з(t)) - \bar{q}_j(t_i)}{h_2}), i = \overline{1,n}),$$

$$W_{2i} = diag(K_i(\frac{t-t_i}{h_1})w_2(\frac{\alpha_j^0(t) - \bar{\alpha}_j(t_i)}{h_3}), j = \overline{1,m})$$

– матрицы, в которых весовые функции w_1, w_2 определяют значимость дебита скважин окружения и дополнительных априорных сведений; $\alpha_j^0(t)$, $j=\overline{1,m}$ – начальные приближения параметров модели дебита скважины в момент времени t; $h=(h_1,h_2,h_3)$ – управляющие параметры;

$$q^* = (q^*(t_i), \quad i = 1,n),$$

$$f_1(\alpha(t), P_з) = (f_1(\alpha(t), P_з(t_i), \quad i = \overline{1,n}),$$

$$\bar{q}_j = (\bar{q}_j(t_i), \quad i = \overline{1,n}), \quad j = \overline{1,m}$$

– векторы значений дебитов жидкости исследуемой скважины (фактические и вычисленные на основе модели f_1) и дебитов (приемистости) скважин окружения; $\|X\|$ – норма вектора X;

Весовые функции (ядра) K,w_1,w_2 обладают следующими свойствами [6]:

$$w(x-u)/h) \to 1, \quad h \to \infty; \; w(x-u)/h) \to 0, \quad h \to 0. \quad (6)$$

Для получения оценок управляющих параметров h^* (5) используется контрольный участок истории разработки длительностью $t_{n-\tau},t_{n-\tau+1},...,t_n$ с объемом выборки τ.

Анализ точности оценок продуктивности скважины и пластового давления

Анализ точности оценок продуктивности скважины и пластового давления проводился методом статистического моделирования с использованием линейной стохастической интегрированной системы моделей

$$\begin{cases} q^*(t_i) = q(t_i)(1+c_1\xi(t_i)) = \\ = (\alpha_1(t_i)+\alpha_2 \cdot P_з(t_i))\cdot(1+c_1\xi(t_i)), \\ \bar{q}(t_i) = k\cdot q(t_i)(1+c_2\eta(t_i)), \\ \bar{a}_1(t_i) = \alpha_1(t_i)(1+c_3 v_1(t_i)), \\ \bar{a}_2(t_i) = \alpha_2(1+c_4 v_2(t_i)), \quad i=\overline{1,n}, \end{cases} \qquad (7)$$

дебита центрального ряда трехрядной схемы расположения добывающих скважин, где коэффициент взаимодействия k нагнетательной скважины с приемистостью $\bar{q}(t)$ и добывающей с дебитом $q(t)$ рассчитывался для однородного пласта при поршневом вытеснении из него нефти водой по формуле [7. С. 172]

$$k = (2C/B+1)/n_н \approx 1{,}3$$

при C/B=1,42 и числе нагнетательных скважин $n_н$=3.

В (7) дебит скважины $q(t)$ представлен линейной зависимостью (модель линейной фильтрации жидкости), в которой параметр $\alpha_1(t_i)=P_{пл}(t_i)\cdot\alpha_2$, где $P_{пл}(t_i)$ – пластовое давление, в течении 10 мес. разработки, изменялось по линейному закону ($P_{пл}(t_i)=a+b\cdot i$, $i=\overline{1,n}$, a=20, b=1, n=10), α_2=4 – коэффициент продуктивности скважины постоянен, $t_i=i$ – номер месяца разработки; $q^*(t_i)$, $i=\overline{1,n}$, $\bar{q}(t_i)$, $i=\overline{1,n}$ – имитируемые значения дебитов исследуемой и приемистости нагнетательной скважины; $\bar{\alpha}_1(t_i)$, $\bar{\alpha}_2(t_i)$, $i=\overline{1,n}$ – имитируемые значения дополнительных априорных сведений о параметре $\alpha_1(t_i)$ и коэффициенте продуктивности скважины α_2; $\xi(t_i),\eta(t_i),v_j(t_i)$, j=1,2 – случайные величины, полученные с использованием датчика псевдослучайных чисел, распределенных по нормальному закону с нулевыми средними значениями и единичной дисперсией; c_j, $j=\overline{1,4}$ – некоторые константы, представляющие относительный уровень ошибок. Забойное давление скважины задавалось постоянным: $P_З(t_i)=P_З$=13 МПа.

Для модели (7) процедура определения оценок параметров $\alpha^*(t,h)=(\alpha_1^*(t,h),\alpha_2^*(t,h))$ (4) сводится к решению системы линейных уравнений:

$$(F_1^T K_t F_1 + k\cdot F_1^T W_1 F_1 + \sum_{i=1}^{n} W_{2i})\cdot\alpha^*(t,h) =$$

$$= (F_1^T K_t q^* + F_2^T W_1 \bar{q} + \sum_{i=1}^{n} W_{2i}\bar{\alpha}_i), \qquad (8)$$

где $F_1=(f_{ij}$, $i=\overline{1,n}$, j=1,2) – матрица размерности ($n\times2$) с элементами f_{i1}=1, $f_{i2}=P_З(t_i)$, $i=\overline{1,n}$; K_t,W_1,W_{2i} – диагональные матрицы (4),(5) с весовыми функциями вида (6): $K(u)=\exp(-u^2/2)$; $q^*=(q^*(t_i)$, $i=\overline{1,n})$, $\bar{q}=(\bar{q}(t_i)$, $i=\overline{1,n})$, $\bar{\alpha}_i=(\bar{a}_j(t_i)$, j=1,2), $i=\overline{1,n}$ – векторы имитируемых дополнительных априорных данных и экспертных оценок параметров дебита скважины; $P_З=(1,P_З)^T$ – вектор-столбец.

Следует отметить, что при значениях управляющих параметров h_2,h_2=0 дополнительная априорная информация не учитывается, и процедура оценивания параметров (8) совпадает с взвешенным методом наименьших квадратов

$$(F_1^T K_t F_1)\cdot\alpha^*(t,h_1) = F_1^T K_t\, q^*. \qquad (9)$$

Для определения оптимальных значений управляющих параметров h^* (5) использовался метод деформированного многогранника [8]. Начальные приближения параметров $\alpha^0(t)$ в (8) рассчитывались по регуляризированному методу наименьших квадратов [9]

$$(F_1^T K_t F_1 + \gamma\cdot I)\cdot\alpha^*(t,h_1) = F_1^T K_t\, q^*.$$

Параметр регуляризации γ выбирался путем решения оптимизационной задачи

$$\gamma^* = \arg\min_{\gamma} \sum_{i=n-\tau}^{n} (q^*(t_i)-\alpha_1^*(t_i,\gamma)-\alpha_2^*(t_i,\gamma)\cdot P_з^*(t_i)))^2$$

методом дихотомии [8] (n=3). При n<3 параметр γ выбирался равным 0,01.

Относительные ошибки оценок пластового давления и продуктивности скважины определялись по формулам:

$$\delta_n(P_{пл}^*(t_i)) = \text{abs}((P_{пл}^*(t_i)-P_{пл}(t_i))/P_{пл}(t_i)),$$

$$\delta_n(\alpha_2^*(t_i,h^*)) = \text{abs}((\alpha_2^*(t_i,h^*)-\alpha_2)/\alpha_2), \quad i=\overline{1,n},$$

где $P_{пл}^*(t)=\alpha_1^*(t,h^*)/\alpha_2^*(t,h^*)$, $\alpha_2^*(t,h^*)$ – оценки пластового давления и продуктивности скважины, $P_{пл}(t)$, α_2 – заданные (точные) значения пластового давления и продуктивности скважины (7).

В качестве примера, в табл. 1, 2 приведены результаты расчета относительных ошибок оценок пластового давления и продуктивности скважины в зависимости от вида интегрированной модели (7) и объема измерений дебита скважины n.

Для указания вида модели (7) введены следующие обозначения: $\{q^*\}$ – априорная информация отсутствует; $\{q^*,\bar{q}\}$, $\{q^*,\bar{\alpha}\}$, $\{q^*,\bar{q},\bar{\alpha}\}$ – учет промысловых данных о приемистости нагнетательной скважины, априорных данных и экспертных оценок продуктивности скважины, промысловых данных о приемистости и экспертных оценок продуктивности.

Уровень ошибок дебита скважины составлял порядка 10 %, что соответствует точности наиболее распространенной измерительной системы типа «Спутник» [10]. Для имитации дебита скважины с относительным уровнем ошибок 10 % параметр c_1 выбирался равным 0,1. Для имитации дополнительных априорных сведений о пластовом давлении и продуктивности скважины с относительным уровнем ошибок 5 % параметры c_3, c_4 в модели (7) выбирались равными 0,05. Данный уровень ошибок соответствует приемлемому в практике нефтегазодобычи уровню погрешностей оценок гидродинамических параметров нефтяных пластов [10].

Из табл. 1, 2 видно, что предложенные оценки параметров моделей дебита скважин с учетом дополнительной информации о приемистости нагнетательной скважины, дополнительных априорных сведений о пластовом давлении и продуктивности скважины (8) более точны по сравнению с оценками метода наименьших квадратов (9). Значитель-

ный выигрыш в точности наблюдается при небольшом объеме данных истории разработки, порядка 3–6 значений дебита и забойного давления скважины. Например, для получения оценок пластового давления с относительными ошибками в пределах 3 % достаточно пяти измерений дебита и забойного давления скважины (табл. 1). Для модели $\{q^*\}$, не учитывающей дополнительные априорные данные, относительная ошибка составляет 9 %.

Таблица 1. *Относительная ошибка оценок пластового давления, %*

Модель дебита скважины	Объем измерений дебита и забойного давления скважины									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\{q^*\}$	–	49	41	21	9	7,1	5,4	4,7	4,1	3,3
$\{q^*,\bar{q}\}$	41	28	18	5,5	5,3	4,7	4,1	3,81	3,4	2,6
$\{q^*,\bar{\alpha}\}$	39	27	16	6,3	4,8	4,2	3,6	3,1	2,9	2,4
$\{q^*,\bar{q},\bar{\alpha}\}$	27	19	5,7	3,8	2,9	2,51	2,34	2,27	2,16	2,12

В заключение отметим, что предложенные интегрированные модели, метод и алгоритмы идентификации дебита скважин (1), (4), (5), (8) позволяют:

Таблица 2. *Относительная ошибка оценок продуктивности скважины, %*

Модель дебита скважины	Объем измерений дебита и забойного давления скважины									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\{q^*\}$	–	45	32	18	11	7,3	5,3	4,8	4,6	4,12
$\{q^*,\bar{q}\}$	32	23	14	8,3	6,4	5,9	5,3	4,7	4,1	3,6
$\{q^*,\bar{\alpha}\}$	28	23	9	7,5	5,3	4,7	4,3	4,1	3,6	3,4
$\{q^*,\bar{q},\bar{\alpha}\}$	21	15	4,9	3,2	2,9	2,43	2,12	2,05	2,01	1,85

1. Учитывать данные о дебитах (приемистости) скважин окружения, дополнительные априорные сведения и экспертные оценки гидродинамических параметров (пластовое давление, продуктивность скважин и т. д.).
2. Получать оценки в условиях априорной неопределенности о моделях зависимости дебита исследуемой скважины от дебита (приемистости) соседних скважин окружения, моделях дополнительных априорных сведений и экспертных гидродинамических параметров.
3. Значительно, более, чем в два раза, повысить точность оценок пластового давления и продуктивности скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче. – М.: Наука, 1997. – 210 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа: Гилем, 1999. – 462 с.
3. Севостьянов Д.В., Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации показателей разработки нефтяных месторождений // Доклады ТУСУР. – 2004. – № 2 (10). – С. 87–93.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во НТЛ, 2004. – 240 с.
5. Сергеев В.Л. Идентификация систем с учетом априорной информации. – Томск: Изд-во НТЛ, 1999. – 146 с.
6. Тарасенко Ф.П. Непараметрическая статистика. – Томск: Изд-во Томского гос. ун-та, 1975. – 292 с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
8. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.
9. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 288 с.
10. Хисамов Э.И., Сулейманов Р.Г., Фахруллин Р.Г. и др. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. – 227 с.